

## Setor de petróleo e gás natural: perfil dos investimentos

Claudia Trindade Prates  
Ricardo Cunha da Costa  
Florinda Antelo Pastoriza

<http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>

# SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL: PERFIL DOS INVESTIMENTOS

**Claudia Trindade Prates**  
**Ricardo Cunha da Costa**  
**Florinda Antelo Pastoriza\***

---

*\* Respectivamente, do Departamento de Gás, Petróleo e Outras Fontes Alternativas (Área de Infra-Estrutura) e do Departamento de Indústria Pesada do BNDES.*

PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## **Resumo**

**O** artigo apresenta um panorama do setor de petróleo e gás natural, situando a produção nacional em relação à produção mundial, destacando os principais segmentos da cadeia produtiva e procurando identificar gargalos para o desenvolvimento do setor. Os investimentos realizados são apresentados, assim como as necessidades de investimentos futuros.

*Os principais segmentos analisados são: Exploração e Produção, inclusive plataformas e navegação de apoio às plataformas, Refino de Petróleo, Infra-Estrutura de Gás Natural (Transporte de Distribuição) e Fornecedores para Indústria de Petróleo e Gás Natural.*

*Em seguida, apresentam-se os financiamentos do BNDES para o setor, não só os financiamentos e investimentos em carteira por segmento, como também a evolução dos desembolsos por segmento. Com base nessas informações, pode-se inferir para onde devem ser direcionados os financiamentos futuros.*

*As principais conclusões são que os investimentos no setor são crescentes. Todavia, apontam-se preocupações sobre alguns segmentos, para os quais a demanda está praticamente estabilizada ou chegando a um limite. Para esses segmentos, é necessário adaptar a indústria local para produzir produtos diferenciados (indústria naval) ou torná-la competitiva internacionalmente. Por outro lado, há segmentos onde há ainda necessidade de investimentos vultosos como exploração e produção, infra-estrutura de gás natural e refino de petróleo.*

## Introdução

**A**té a década de 1970, as reservas provadas de combustíveis fósseis no Brasil eram bastante limitadas e de baixa qualidade, o que comprometia a viabilidade de exploração. A partir dessa época, quando ocorreram as mais graves crises do petróleo, esforços foram envidados e bons resultados começaram a ser alcançados no sentido de reduzir a dependência de combustíveis fósseis, seja pela substituição de derivados de petróleo por energéticos disponíveis no país, seja pelo desenvolvimento da atividade de exploração e produção em águas profundas do mar territorial brasileiro.

Durante 30 anos, o país conseguiu reduzir seu grau de dependência da importação de petróleo de um patamar acima de 80% para abaixo de 20%. A meta da auto-suficiência deve ser alcançada em 2006. O setor se tornou, portanto, um vetor de crescimento de economias locais, com reflexos importantes em sua cadeia produtiva.

Graças a esse esforço, as reservas provadas brasileiras de petróleo e gás natural evoluíram, respectivamente, de 788 milhões de barris e 30 bilhões de m<sup>3</sup> em 1975 para 11 bilhões de barris e 313 bilhões de m<sup>3</sup> em 2004. Cabe ainda mencionar que, considerando-se as reservas de gás natural recentemente descobertas na Bacia de Santos, estima-se que esse volume suba para 660 bilhões de m<sup>3</sup>.

Este texto visa apresentar um panorama geral dos investimentos em curso no setor de petróleo e gás natural. Encontra-se dividido em quatro seções, além da presente introdução. A primeira seção é dedicada ao estudo do cenário internacional do mercado de petróleo e gás natural no que se refere a reservas, produção, consumo e preços. A segunda aborda os investimentos em curso no Brasil, detalhando mais especificamente os segmentos da exploração e produção e de transporte e distribuição de gás natural. Pelo fato de os efeitos de encadeamento na cadeia produtiva serem bastante expressivos em alguns elos, não se poderia deixar de mencionar os programas destinados aos segmentos de construção naval e da indústria de bens de capital. A terceira seção mapeia os investimentos apoiados pelo BNDES no período janeiro de 2003/junho de 2005. E, finalmente, a quarta seção apresenta as conclusões dos aspectos mais relevantes.

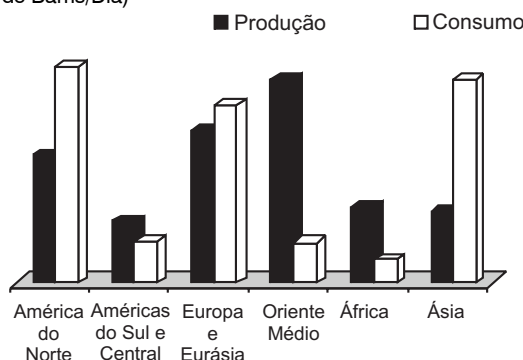
## Cenário Internacional

As reservas provadas mundiais de petróleo atingem 1,1 trilhão de barris, frente à produção e ao consumo da ordem de 80 milhões de barris/dia, o que determina uma vida útil média das reservas de aproximadamente 40 anos. O Oriente Médio detém 63% delas, mas se forem acrescidos os demais membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) chega-se a 77%, com a Venezuela e a Rússia (esta não integra a Opep) apresentando os maiores volumes de reservas fora daquela região. Essa disposição geográfica dos depósitos de petróleo não reproduz, obviamente, o perfil de consumo mundial, sendo sensível o descasamento entre centros produtores e consumidores. A América do Norte é a principal consumidora, ao passo que a Ásia concentra o maior crescimento da demanda. As duas regiões são significativamente deficitárias na relação produção/consumo, como se pode ver no Gráfico 1. No primeiro caso, o elemento dinâmico são os Estados Unidos (responsáveis por aproximadamente 1/4 da demanda global) e, no segundo, a China (atual segunda maior consumidora mundial).

A combinação entre concentração da oferta (especialmente numa região de elevado risco geopolítico e reduzido investimento nos últimos anos), crescente demanda dos países asiáticos e dinâmica conjuntural adversa (problemas de produção em alguns países e tendência natural dos agentes de aumentarem seus estoques de segurança) tem contribuído para a pressão dos preços *spot*, a alta nos custos de fretes e seguros e a especulação nos mercados a termo e derivativos.

Esses elementos se somam à relativa inelasticidade da demanda no curto prazo e ao fato de a capacidade de produção estar muito próxima à demanda mundial, o que potencializa a volatilidade dos preços internacionais, pelo menos até que os novos investimentos entrem em operação.

**Gráfico 1**  
**Produção e Consumo Mundial de Petróleo, por Região**  
(Em Milhões de Barris/Dia)

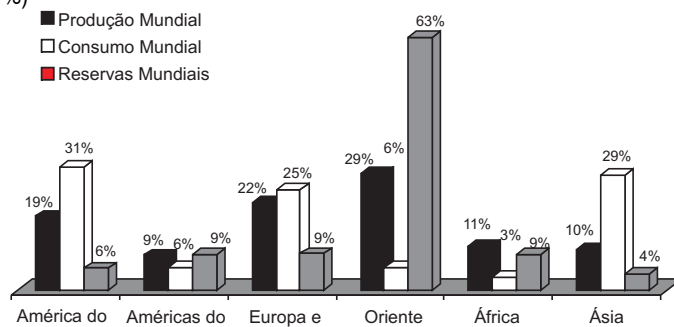


Fonte: *British Petroleum* (relatório divulgado em junho de 2004, dados relativos a 2003).

**Gráfico 2**

**Participação na Produção, no Consumo e no Nível de Reservas Mundial de Petróleo, por Região**

(Em %)



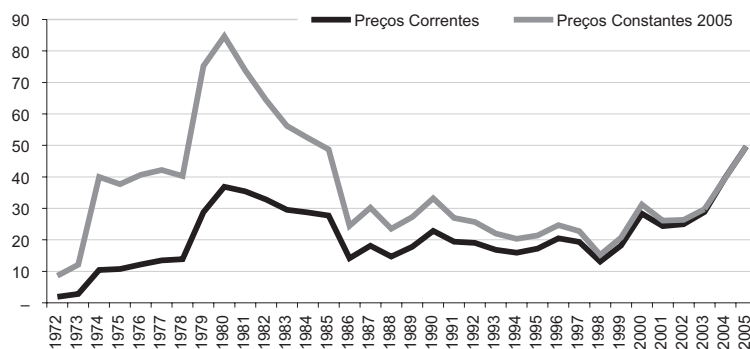
Fonte: *British Petroleum* (relatório divulgado em junho de 2004, dados relativos a 2003).

Apesar dos avanços tecnológicos observados nos últimos anos, os custos de extração são crescentes, pela necessidade de aplicação de tecnologias mais onerosas, em áreas menos acessíveis, em países fora do Oriente Médio, tais como as águas profundas e ultraprofundas do Brasil, da África Oriental e do Golfo do México e as bacias de mais difícil acesso na Venezuela e no Canadá, além de as descobertas mais recentes serem predominantemente de petróleos pesados.

O cenário internacional, portanto, sinaliza que a situação de preços do petróleo dificilmente se reverterá no curto prazo. O Gráfico 3 a seguir mostra que os preços médios em dólares constantes de abril de 2005 (deflacionados pelo IPC norte-americano) tiveram trajetória fortemente crescente no biênio 2003/05, ficando abaixo apenas daqueles observados no segundo choque do petróleo.

**Gráfico 3**

**Preços Internacionais do Petróleo Deflacionados pelo IPC Norte-Americano – 1972/2005**



Fontes: *British Petroleum* (até 2003) e *Ipeadata* (de 2004 a abril de 2005).

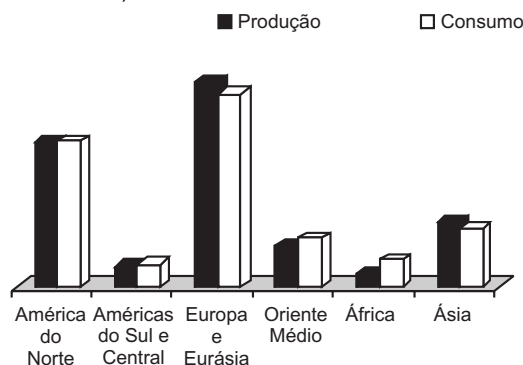
No segmento de gás natural, as reservas provadas mundiais atingem 176 trilhões de m<sup>3</sup>, frente à produção e ao consumo de 2,6 trilhões de m<sup>3</sup>/ano. A exemplo do que ocorre no caso do petróleo, é visível o descasamento entre os centros produtores e consumidores, embora a concentração geográfica no Oriente Médio seja menos intensa, visto que a região da antiga União Soviética, em especial a Rússia, concentra as maiores reservas do mundo.

A produção e o consumo por região são praticamente idênticos, conforme mostra o Gráfico 4 a seguir, sendo o comércio internacional muito menos intenso do que o observado no segmento de petróleo, pois o transporte de gás natural é mais complexo. A concentração de reservas, entretanto, mostra que essa situação deverá se alterar nos próximos anos. A integração entre centros produtores e consumidores abrange estruturas logísticas e custos de

**Gráfico 4**

**Produção e Consumo Mundial de Gás Natural, por Região**

(Em Milhões de Barris/Dia)

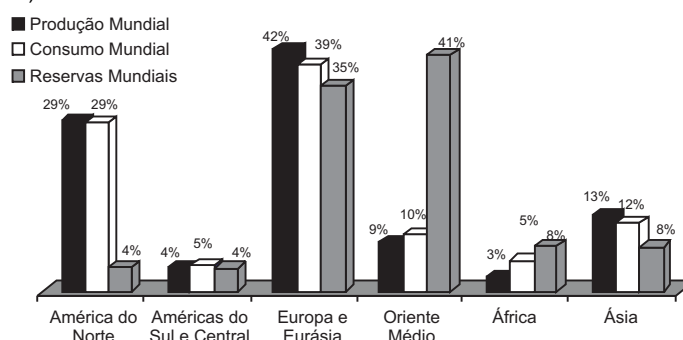


Fonte: *British Petroleum* (relatório divulgado em junho de 2004, dados relativos a 2003).

**Gráfico 5**

**Participação na Produção, no Consumo e no Nível de Reservas Mundial de Gás Natural, por Região**

(Em %)



Fonte: *British Petroleum* (relatório divulgado em junho de 2004, dados relativos a 2003).

transporte expressivos.<sup>1</sup> As duas possibilidades técnicas hoje utilizadas são: construção de redes de gasodutos; e liquefação do gás natural (GNL) para transporte em navios, cujo custo de produção é consideravelmente maior, viável somente para transporte a grandes distâncias, mas apresentando redução de custos de transporte nos últimos anos graças ao desenvolvimento tecnológico.<sup>2</sup> A tendência mundial, entretanto, já observada há pelo menos duas décadas, é de forte crescimento do consumo de gás natural. Os Estados Unidos e a Rússia respondem hoje, em conjunto, por cerca de 40% do consumo mundial.

**D**esde a aprovação da Emenda Constitucional 09/95 e da Lei 9.478/97, a abertura do setor de petróleo gerou um fluxo significativo de investimentos por parte de novos investidores, em especial no segmento de exploração e produção. Dados o predomínio das atividades *offshore*, a competência técnica da Petrobras adquirida nessa área ao longo de décadas e o tempo relativamente curto de abertura, os investimentos recentes têm sido conduzidos predominantemente pela estatal, pois novos investidores se encontram cautelosos para entrar no mercado, preferindo atuar, inicialmente, em parceria com a empresa.

Em um mercado no qual a Petrobras tem presença marcante, nossa análise focará os seus investimentos, complementando, sempre que possível, com os planos das demais operadoras. Nossa atenção também estará nos segmentos de exploração e produção e de transporte e distribuição de gás natural, por causa de seu papel complementar ou substituto ao petróleo, mas que demanda volumes consideráveis de recursos na infra-estrutura necessária para escoar a produção em larga escala.

A análise dos investimentos realizados pela Petrobras nos últimos anos mostra que esta é a fase de maior investimento de sua história, atingindo patamares que não eram vistos desde a década de 1970 e início da de 1980, quando a estatal deu o grande impulso à produção de petróleo em larga escala no Brasil, com a entrada em produção da Bacia de Campos. Os valores de investimentos em dólares constantes deflacionados pelo IPA norte-americano mostram um crescimento progressivo desde 1995, atingindo o pico de US\$ 7,4 bilhões em 2004, dos quais US\$ 6,6 bilhões realizados no país (o que corresponde aproximadamente a 5% da formação bruta de capital fixo).

Historicamente, esses investimentos têm se concentrado no segmento de exploração e produção, responsável, no período 1970/2005, por aproximadamente 60% do valor total investido pela Petrobras. Essa característica permanece no atual ciclo, em que pese o aumento dos investimentos nas áreas de gás e energia e

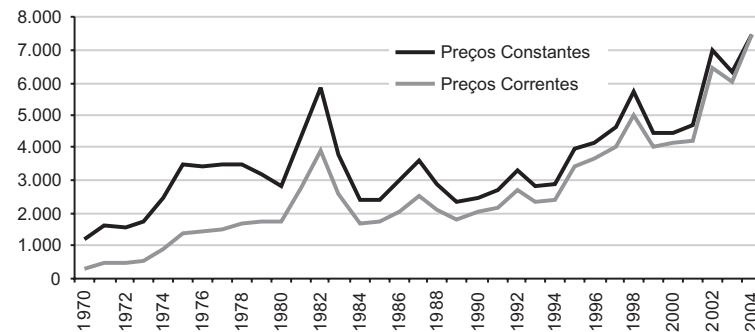
## **Investimentos do Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil**

<sup>1</sup>Em um primeiro momento, visualiza-se que a concentração de reservas na Rússia e no Oriente Médio poderá viabilizar, a médio e longo prazos, parte das demandas européia e chinesa via expansão da malha de gasodutos na Eurásia.

<sup>2</sup>O mercado de GNL tende a se ampliar para garantir o suprimento dos Estados Unidos e do Japão, este último atendido por GNL procedente do Oriente Médio, da Austrália, da Malásia e da Indonésia.

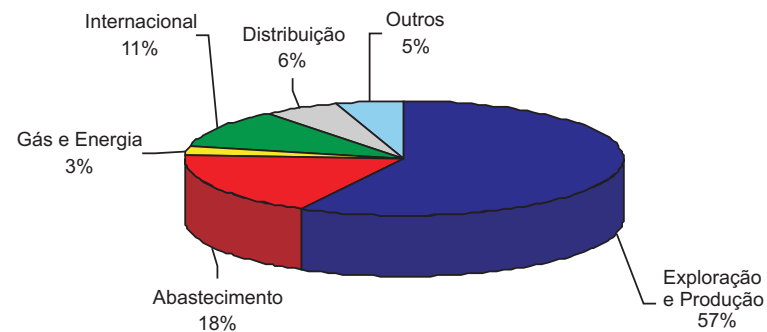


**Gráfico 6**  
**Investimentos Anuais da Petrobras – 1970/2004**  
 (Em US\$ Milhões)



Fonte: Petrobras.

**Gráfico 7**  
**Perfil dos Investimentos da Petrobras em 2004**



internacional. Espera-se que o segmento de gás e energia aumente em participação no próximo triênio, em função dos elevados investimentos a serem realizados em transporte de gás, conforme será descrito adiante.

## Exploração e Produção

Os investimentos da Petrobras têm se direcionado ao fortalecimento da posição em águas profundas e ultraprofundas, onde vem obtendo sucesso no esforço exploratório, visando atingir a auto-suficiência nacional de petróleo e garantir uma relação reserva/produção sustentável a longo prazo. A projeção da empresa é de que esses investimentos permitirão um incremento na produção dos atuais 1,8 milhão de barris/dia para 2,3 milhões de barris/dia em 2010.

As estimativas da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), baseadas nos planos de desenvolvimento aprovados, são de entrada em operação nos próximos anos dos campos de petróleo de Marlim Leste, Frade e Cachalote na Bacia de Campos e Tubarão na Bacia de Santos, importantes para a manutenção e ampliação do nível de produção, tendo em vista que o ciclo produtivo de alguns campos hoje em operação é declinante.

É prevista, ainda, a entrada de campos produtores de gás natural não associado. A exploração exclusiva desse combustível permite alterar a estrutura de sua oferta, que ainda é muito dependente da produção de petróleo, pois é um produto secundário da atividade de exploração de petróleo. Cabe ressaltar que apenas metade do gás disponível no país é comercializada.<sup>3</sup>

Os custos de transporte de gás natural são muito elevados, o que desmotiva a sua comercialização quando a produção é instável, os centros consumidores são distantes e o volume de produção é pequeno.<sup>4</sup> Mas o interesse em diversificar a produção, não se concentrando apenas no petróleo, mas também no gás natural, tem sido crescente. Nessa linha se incluem os campos de gás natural de Manati na Bahia, Peroá-Cangoá no Espírito Santo e Mexilhão na Bacia de Santos.

No campo de Manati, cujas reservas são estimadas em 23 bilhões de m<sup>3</sup>, a produção inicial será de 6 milhões de m<sup>3</sup>/d, o que duplicará o patamar atualmente verificado na Bahia, resolvendo-se, em grande parte, o problema de demanda reprimida de gás do estado no curto prazo. Porém, é necessário complementar, no médio prazo, a oferta com outras fontes de suprimento, sendo hoje o mais cogitado a interligação entre as malhas de transporte do Sudeste e do Nordeste.

O campo de Peroá-Cangoá, que surge como uma oportunidade de complementar a oferta de gás no Nordeste e no Sudeste, servindo de garantia e estabilização à produção da Bacia de Campos, deverá entrar em operação ainda neste ano, com capacidade de produzir inicialmente 2,5 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás natural, passando para 8 milhões de m<sup>3</sup>/d em 2008.

Para o campo de Mexilhão, o governo federal e a Petrobras estudam a possibilidade de antecipação da produção de gás, inicialmente prevista para 2009-2010. Um memorando de entendimentos foi firmado entre a empresa espanhola Repsol YPF e a Petrobras nesse sentido, e a Shell e a British Petroleum também têm contactado a Petrobras com o intuito de investir na Bacia de Santos. Se as negociações avançarem, estima-se que a produção de gás em Santos possa ser antecipada para meados de 2008.

Essa antecipação da produção nacional passa a ser estratégica principalmente depois de Argentina e Bolívia terem atraves-

<sup>3</sup>Em 2004, foi comercializado um percentual muito reduzido (54%) da produção de gás no país, refletindo o fato de: a) grande parte da produção da Bacia de Urucu ser reinjetada por falta de condições físicas de escoamento da produção (rede de gasodutos); b) o nível de queima nas bacias de gás associado ser alto, pois, como a produção é instável, dependendo da produção de petróleo, torna-se difícil justificar os elevados investimentos necessários à sua recuperação; e c) parte da produção ser consumida na própria plataforma.

<sup>4</sup>Há estudos da Petrobras para novas utilizações do gás natural, tais como a tecnologia tipo gas to liquid (GTL), que permite a conversão química do gás em derivados líquidos leves, como diesel, gasolina e nafta, além de possibilitar, desde que economicamente viável, a agregação de valor às reservas de gás nacionais, reduzindo inclusive a importação de alguns derivados importantes (diesel e nafta) e a necessidade de construção de gasodutos.

sado crises econômicas e políticas, respectivamente. Antes da descoberta de Mexilhão, ambos os países seriam as opções mais prováveis para o Brasil. Porém, depois que a Argentina reduziu ou cortou as exportações de gás natural para países vizinhos e a Bolívia alterou sua política tributária sobre o produto, torna-se necessário reavaliar o papel das importações para o mercado nacional.

Em um contexto em que os preços do petróleo encontram-se em níveis elevados e a oferta de gás importado tem apresentado risco de fornecimento, há uma oportunidade de investimentos em exploração e produção nacional de petróleo e gás natural. Esses investimentos impactam diretamente os segmentos produtores de bens de capital e de construção naval, notadamente os serviços e equipamentos submarinos – *subsea* – e a construção de sistemas definitivos de produção – plataformas, FSO e *floating, production, storage and off loading* (FPSO) –, além de embarcações de apoio.

No que se refere à capacidade instalada de produção em mar, a Petrobras tem em operação 97 plataformas, sendo utilizados três sistemas: plataformas fixas, plataformas semi-submersíveis e navios adaptados FPSO. Os investimentos atuais em novos sistemas de produção são representados por três FPSOs, alguns concluídos ou em fase final de construção (P-43, P-48 e P-50), três licitações concluídas nos últimos três anos (P-51, P-52 e P-54), uma em curso (P-53) e a expectativa de duas novas licitações em 2005/06 (P-55 e P-56), conforme detalhado na Tabela 1 a seguir.

As plataformas que estão entrando em operação a partir deste ano vão produzir, além de petróleo, volumes significativos de gás natural. A P-43 e a P-48 começaram a extrair petróleo e gás natural no primeiro semestre de 2005 e a P-50 deve ser instalada no segundo semestre de 2005. Além das novas plataformas de produção, foram licitadas a construção da plataforma PRA-1, que é uma plataforma fixa de rebombeamento automático e fará parte do Plano Diretor de Escoamento e Tratamento do Óleo da Bacia de Campos,

**Tabela 1**  
**Sistemas de Produção Licitados na Bacia de Campos**

SISTEMA	CAMPO	LÂMINA D'ÁGUA	PICO DE PRODUÇÃO
FPSO P-43	Barracuda	600 a 1.100m	146 mil bpd
FPSO P-48	Caratinga	850 a 1.350 m	127 mil bpd
FPSO P-50	Albacora	1.240 m	145 mil bpd
Semi-Submersível P-51	Marlim Sul	1.255 m	180 mil bpd
Semi-Submersível P-52	Roncador	1.800 m	180 mil bpd
FPSO P-53	Marlim Leste	1.080 m	180 mil bpd
FPSO P-54	Roncador	1.400 m	180 mil bpd

Fonte: Petrobras.

e a reforma da P-34, que deverá entrar em operação entre dezembro de 2005 e janeiro de 2006, a ser instalada no campo de Jubarte, também na Bacia de Campos.

Para apoiar a operação dos sistemas de produção de petróleo e gás em mar, a Petrobras lançou os 1º e 2º Planos de Renovação da Frota de Embarcações de Apoio à Plataforma, em que as embarcações de bandeira estrangeira afretadas estão sendo parcialmente substituídas por outras de bandeira brasileira (novas ou jumborizadas), contribuindo, assim, para a nacionalização da frota de navios que presta serviço à empresa:

- o primeiro compreendeu a contratação de 22 embarcações, totalizando um investimento da ordem de US\$ 400 milhões, o que teve impacto significativo no mercado nacional, em especial com a reativação de unidades de produção (estaleiros) no Rio de Janeiro, em São Paulo e na Região Sul; e
- o segundo, anunciado no final de 2003, consistia na contratação de 23 novas embarcações e em 21 modernizações, tendo sido licitadas até o momento 19 modernizações e jumborizações e a construção de cinco embarcações.

Esses planos de renovação têm o objetivo de aumentar a participação de embarcações de bandeira nacional para 50% da frota, com contratos de oito anos. A participação, que era de 33,6% em 2002, passou para 40,5% em 2003, estimando-se que hoje esteja em 43% e que, com a conclusão dos planos, seja atingido o patamar de 50%.

O parque nacional de refino conta com 13 refinarias, totalizando uma capacidade instalada de 1,9 milhão de barris/dia. A empresa líder de mercado é a Petrobras, que detém isoladamente 10 das 13 refinarias, além de uma em regime de controle compartilhado com a Repsol YPF (Refap), ficando de fora apenas do controle da Refinaria de Manguinhos e da Ipiranga, ambas processadoras marginais. A estatal representa, assim, 98,2% da capacidade de refino, sendo a nona maior refinadora mundial.

## **Refino de Petróleo**

Três importantes características do parque de refino nacional são fundamentais para nortear os investimentos no futuro próximo:

- *elevada idade média e baixa complexidade das refinarias*: as refinarias brasileiras, em sua maioria, foram implantadas entre as décadas de 1950 e 1970 – RLAN (1950), Manguinhos e Recap (1954), RPBC (1955), Lubnor e Reman (1956), Reduc (1961), Regap e Refap (1968), Replan (1972), Repar (1977) e Revap (1980) –, tendo sido

projetadas para processar petróleo leve de elevado grau API, mas apresentam reduzido índice de conversão;<sup>5</sup>

- *substituição de petróleo importado*: o país experimentou, nos últimos 30 anos, forte redução na dependência externa de petróleo, mas o perfil do parque de refino (de baixa complexidade) e as especificações do óleo bruto nacional (de menor grau API) ainda tornam imprescindível a importação de petróleo leve para que se possa compor um *mix* adequado de matéria-prima; e
- *distribuição regional do consumo e da capacidade de processamento*: é uma tendência internacional a instalação de unidades de processamento em locais o mais próximo possível dos centros de consumo, o que se reflete também no plano interno, em que há maior concentração de unidades de refino nos centros consumidores (em especial a Região Sudeste).

É importante notar que o petróleo pesado já é negociado em bolsa com um desconto, o qual tende a se reduzir à medida que o petróleo leve se torna mais escasso e que as refinarias no mundo se adaptem a processar petróleo pesado. Essa deverá ser, portanto, uma tendência mundial.

A modernização das refinarias instaladas no país é necessária não só para processar o petróleo pesado nacional, mas também para ofertar produtos de melhor qualidade, principalmente diesel e gasolina com menos enxofre. A Reduc, em Duque de Caxias (Rio de Janeiro), por exemplo, já está produzindo diesel menos poluente, e seu processo de modernização demandará investimentos de cerca de R\$ 2,8 bilhões (US\$ 1,2 bilhão) até 2010, no âmbito do Programa de Ampliação e Modernização do Parque de Refino da Petrobras. A próxima refinaria a produzir combustíveis de melhor qualidade será a Replan, em Paulínea (São Paulo).

No que concerne ao aumento da capacidade de processamento de petróleo pesado, destaca-se a Refap, em Canoas (Rio Grande do Sul), que está concluindo investimentos da ordem de R\$ 3 bilhões, de forma a aumentar a capacidade de conversão de óleos pesados em derivados leves.

Além desses investimentos em modernização, está prevista a instalação de uma nova refinaria em Pernambuco, através de uma parceria entre a Petrobras e a PDVSA da Venezuela. O custo médio estimado de investimento nas principais unidades do processo de refino para uma planta de escala equivalente a 250 mil barris/dia é de US\$ 2 bilhões.

<sup>5</sup>O índice de conversão é medido pela relação entre a capacidade de craqueamento e a capacidade de destilação da refinaria.

## **Infra-Estrutura de Gás Natural**

O gás natural apresenta uma característica muito particular em relação aos demais combustíveis, visto que seu estado físico gasoso não permite, dada a tecnologia disponível, a estocagem de grandes volumes a custos competitivos. Isso leva a que a produção e o consumo ocorram simultaneamente, exigindo elevado investimento em ativos específicos: uma rede física de gasodutos conectando os mercados consumidores.

O transporte e a distribuição de gás caracterizam-se como uma “indústria de rede”, o que implica elevados custos de implantação, baixos custos de operação e manutenção e grandes economias de escala. Essas características favorecem a formação de monopólios naturais, uma vez que, após implantado o gasoduto, não é economicamente viável a um concorrente instalar outro para atender à mesma região. Por isso, o primeiro entrante que implanta um gasoduto de transporte tende a ser monopolista. Por essa característica de formação natural de monopólio, é imprescindível, a exemplo do que ocorre em outros segmentos de infra-estrutura, a formulação de um marco regulatório eficiente, que se torna, portanto, um fator determinante para atrair novos investidores para o mercado.

No segmento de transporte, a definição de preço é complexa, várias regras de formação coexistem, conforme a origem e o destino do gás e o tipo de consumo. Adicionalmente, há questões ainda pendentes quanto à regulamentação do livre acesso e do grau de verticalização permitido.

Na distribuição de gás, há grandes diferenças nos contratos das distribuidoras estaduais, tanto no que se refere ao prazo de concessão quanto ao estabelecimento de metas de investimento e qualidade dos serviços e de mecanismo de definição tarifária. Essas questões são pontos cruciais para serem equacionados na Lei do Gás, já em estudo pelo governo.

## **Transporte de Gás Natural**

A atual infra-estrutura de transporte no Brasil é incipiente, dada a dimensão do país. Existem 7,6 mil km de gasodutos instalados, extensão exígua quando comparada, por exemplo, à malha da Argentina (12,8 mil km), que possui menor extensão territorial e um mercado consumidor regionalmente concentrado. Essa infra-estrutura é formada por três grandes sistemas de gasodutos de transporte: as Malhas Sudeste e Nordeste e o Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol).

Atualmente, encontram-se em curso os investimentos para expansão das Malhas Sudeste e Nordeste, que foram financiados pelo JBIC, por um consórcio de bancos japoneses e pelo BNDES. No entanto, a principal carência é a falta de integração entre essas

Tabela 2

**Gasodutos das Malhas Sudeste e Nordeste**

DESCRIÇÃO	ORIGEM	TÉRMINO	DIÂMETRO (Pol.)	EXTENSÃO (Km)	DATA DE OPERAÇÃO
<b>Malhas Sudeste</b>					
Gasduc I	Macaé (RJ)	Duque Caxias (RJ)	16	183,0	1982
Gasbel	Duque de Caxias (RJ)	Belo Horizonte (MG)	16	357,0	1996
Gasvol	Duque de Caxias (RJ)	Volta Redonda (RJ)	18	95,2	1986
	Volta Redonda (RJ)	Volta Redonda (RJ)	14	5,5	
Gaspal	Volta Redonda (RJ)	Guararema (SP)	22	325,0	1988
	Guararema (SP)	Mauá (SP)	22	63,0	
Gasam	Mauá (SP)	Cubatão (SP)	12	42,1	1993
<b>Malha Nordeste</b>					
Candeias (Aratu)	Candeias (BA)	Aratu (BA)	12	20,0	Não Disponível
Santiago (Camaçari I)	Santiago (BA)	Camaçari (BA)	14	32,0	1975
Santiago (Camaçari II)	Santiago (BA)	Camaçari (BA)	18	32,0	1992
Candeias (Camaçari)	Candeias (BA)	Camaçari (BA)	12	37,0	1981
Gaseb	Atalaia (SE)	Catu (BA)	14	229,0	1974
Gasalp	Pilar (AL)	Cabo (PE)	12	204,0	2000
Nordestão	Guamaré (RN)	Cabo (PE)	12	424,0	1986
Gasfor	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	12	383,0	1999

Tabela 3

**Gasodutos Isolados e Gasbol**

DESCRIÇÃO	ORIGEM	TÉRMINO	DIÂMETRO (Pol.)	EXTENSÃO (Km)	DATA DE OPERAÇÃO
Gasbol (tr.bras.)	Corumbá (MS)	Porto Alegre (RS)	32/24/20/18/16	2593	1999/2000
Lateral Cuiabá (tr.bras.)	Cáceres (MT)	Cuiabá (MT)	18	267	2001
Lagoa Parda-Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	8	100	1986
Gasvit – Serra-Viana	Serra (ES)	Viana (ES)	8	46	1997
Uruguaiana-Porto Alegre (tr.bras.) – Incompleto	Uruguaiana (RS)	Porto Alegre (RS)	24	50	2000

malhas de gasodutos, o que é agravado pelo fato de haver possibilidade de aumento da oferta de gás nas Regiões Sudeste e Sul (gás associado da Bacia de Campos e gás boliviano) e escassez na Região Nordeste, a qual deverá ser temporária e parcialmente suprida pelo incremento da produção do Campo de Manati na Bacia de Camamu-Almada (Bahia).

Os desequilíbrios regionais de oferta e demanda de gás mostram que a unificação da malha de gasodutos nacional produziria benefícios ao sistema não apenas em termos de abastecimento, mas também de confiabilidade e flexibilidade. Dessa forma, os investimentos mais importantes vislumbrados a curto e médio prazos são

os de ampliação da malha de transporte de gás da Região Nordeste (Projetos Malhas Nordeste II) e de interligação das Malhas Sudeste e Nordeste (Gasene). Os investimentos em gasodutos da Região Norte (Coari-Manaus e Urucu-Porto Velho) são de grande interesse, pois permitiriam a monetização das reservas de gás da Bacia do Solimões (Amazonas), a redução de dispêndios da Conta Consumo de Combustível (CCC) na geração termelétrica, além do incremento da produção de petróleo leve em Urucu (Bacia do Solimões).

Para que haja investimentos em transporte, entretanto, é preciso uma oferta firme de gás natural. O momento atual é de expectativa com relação às possibilidades de oferta, pois o aumento da produção nacional depende do ritmo dos investimentos em reservas já comprovadas como a de Mexilhão (Bacia de Santos), enquanto o aumento da importação depende dos preços e da disposição dos investidores em ampliar a capacidade de produção de países exportadores como Argentina, Bolívia e Peru. Se não houver a sinalização de aumento de oferta firme no curto prazo, os investimentos em transporte de gás poderão ser postergados.

O Brasil conta hoje com 20 distribuidoras em operação comercial, localizadas em 17 estados. Dessas empresas, apenas seis, em três estados, não estão vinculadas direta ou indiretamente aos governos estaduais: Gás Natural São Paulo Sul (São Paulo), CEG (Rio de Janeiro), CEG-Rio (Rio de Janeiro), Comgás (São Paulo), Gás Brasileiro (São Paulo) e Petrobras Distribuidora – BR (Espírito Santo). A Petrobras, por meio de suas subsidiárias Gaspetro e BR Distribuidora, tem a maior participação nesse mercado, fazendo-se presente na composição acionária de 15 das 20 distribuidoras em operação.

#### **Distribuição de Gás Natural**

O maior desafio de investimento é a expansão da rede de distribuição, hoje muito incipiente, de modo a permitir a massificação do uso do gás natural. Essa expansão é fundamental para a maior diversificação da matriz energética brasileira. A entrada do gás natural na matriz tem sido crescente, estimando-se que sua participação, que foi de 8,9% em 2004, atinja 12% em 2010. Isso é corroborado pelo planejamento estratégico da Petrobras, que prevê uma elevação do consumo de gás natural de 38 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2004 para 99 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2010, ou seja, um crescimento médio de 17,4% ao ano.

Para tanto, é fundamental a expansão da distribuição aos consumidores finais. No Brasil, observa-se que o tamanho da rede de distribuição é semelhante ao da rede de transporte, situação muito diferente da verificada nos países que apresentam uma indústria de gás natural mais madura e uma rede de distribuição que costuma ser muitas vezes superior à de transporte. Tomando-se, novamente, o



<sup>6</sup>A Resolução CMN 2.827/2001 estabelece, entre outras restrições, limites às operações de crédito para o setor público, a saber: a) limite global, que atualmente se encontra esgotado, não sendo, portanto, possível a qualquer instituição financeira realizar operação de crédito com órgãos e entidades do setor público, incluindo-se aí as empresas públicas e as sociedades de economia mista não financeiras controladas, direta ou indiretamente, pelos estados, à exceção das operações garantidas única e exclusivamente por duplicatas de venda mercantil ou de prestação de serviços; e b) limite de comprometimento de cada instituição financeira para operar com órgãos e entidades do setor público equivalente a 45% do seu Patrimônio de Referência (PR).

## **Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural**

<sup>7</sup>A tecnologia para perfuração a grandes profundidades já existe desde a década de 1960, podendo em princípio alcançar até cinco mil metros. A mesma observação aplica-se à tecnologia de levantamentos geofísicos submarinos. O grande gargalo tecnológico consiste em instalar sistemas de extração, condicionamento e transporte de petróleo e gás natural que sejam confiáveis e tenham custos competitivos.

exemplo da Argentina, em que a indústria de gás natural é madura, apesar da extensão territorial e da população muito inferiores às do Brasil, a rede de transporte de gás possui 12,8 mil km, ao passo que a malha de gasodutos de distribuição é de 110 mil km.

Além da malha de distribuição reduzida, observa-se que as distribuidoras nacionais adotam uma lógica de minimização de investimentos por m<sup>3</sup> de gás vendido, priorizando, assim, o atendimento a grandes indústrias e a geração termelétrica (instaladas próximas ao *city-gate*). A maior parte da infra-estrutura de distribuição de gás (73%) está concentrada no Rio de Janeiro e em São Paulo, obviamente os maiores mercados consumidores. Nesses dois estados procedeu-se à transferência da concessão dos serviços de distribuição de gás canalizado ao setor privado, o que, combinado com uma estrutura de tarifas atrativas, uma demanda fortemente reprimida e uma facilidade maior na contratação de financiamentos por parte das empresas privadas, permitiu a realização de investimentos significativos na expansão e manutenção das redes.

As empresas sob controle estadual apresentam maior restrição de crescimento, dadas as dificuldades tanto de realização de aportes de capital pelos acionistas quanto de obtenção de novos financiamentos, por causa das regras de contingenciamento do setor público.<sup>6</sup>

O grande desafio em termos de política industrial para o setor consiste em fortalecer a cadeia produtiva, tornando-a competitiva internacionalmente. Com esse objetivo, foi lançado, em dezembro de 2003, o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), cuja meta é a maximização da participação da indústria nacional no fornecimento de bens e serviços em bases competitivas.

Apesar de o país ter uma atuação marginal no mercado mundial de petróleo e gás natural, tanto em volume de reservas quanto de produção, a Petrobras é reconhecida internacionalmente por sua excelência tecnológica, logrando uma posição de liderança na produção de petróleo *offshore* a grandes profundidades, mesmo que sua trajetória tenha se centrado em inovações incrementais em alguns momentos.<sup>7</sup> A mesma excelência, entretanto, não se observa na cadeia produtiva de fornecimento de equipamentos e serviços *offshore*, embora exista boa capacidade técnica em alguns segmentos importantes, tais como equipamentos *subsea* (árvores de natal molhada, *manifolds* e umbilicais), estruturas navais, tubulações, válvulas e itens de caldeiraria.

Algumas das dificuldades apontadas pelos fornecedores e subfornecedores de sistemas definitivos de produção para atendimento das licitações em curso são: a instabilidade no regime de tributação; o risco de aumento de preço por parte dos fornecedores locais de matérias-primas; o prazo de entrega considerado curto *vis-à-vis* ao necessário para o adequação em alguns casos das linhas de produção de fornecedores já instalados no Brasil; e, finalmente, o reduzido grau de padronização dos equipamentos.

Acredita-se que a conjugação de fatores como forte ciclo de investimentos da Petrobras, novas rodadas da ANP, sucesso na exploração dos campos já concedidos e imposição de regras de conteúdo local tenderá a gerar uma demanda expressiva aos fornecedores locais de bens e serviços. Esse impulso inicial de demanda deverá, entretanto, ser acompanhado de medidas que promovam a sustentabilidade da indústria fornecedora, visto que a demanda interna ainda é muito concentrada na Petrobras, que, como vimos anteriormente, passa por um pico de investimentos (licitou a Família P-50 e os 1º e 2º Planos de Renovação da Frota de Embarcações de Apoio à Plataforma), cujo nível médio de longo prazo deve ser inferior ao atualmente observado.

Assim, é fundamental preparar a indústria fornecedora para atuar no mercado externo, o que não é uma tarefa simples, dadas a existência de proteção de mercado,<sup>8</sup> a elevada concentração de fornecedores no mercado mundial<sup>9</sup> e a tradicional prática do setor de operar em regime de pacote fechado (*turn-key*).

Merecerá grande atenção o segmento de construção naval, visto que as encomendas da Petrobras estão sendo indutoras da reativação dessa atividade. Entretanto, sua sustentabilidade a longo prazo dependerá certamente do desenvolvimento de novos clientes, reduzindo-se, assim, a dependência do setor em relação a um único comprador, cuja demanda necessariamente será cíclica.<sup>10</sup>

Os principais investimentos apoiados pelo BNDES no período janeiro de 2003/junho de 2005, desde a exploração e a produção de petróleo e gás (*up stream*), passando por atividades intermediárias (*mid stream*), até a distribuição do combustível (*down stream*), são sintetizados na Tabela 4 a seguir. Além disso, são apresentados os investimentos em atividades de suporte como navios de apoio e desenvolvimento de fornecedores para o setor de petróleo e gás natural.

Os investimentos em plataformas incluem as unidades de produção P-52, P-51 e P-54, todas já contratadas. Além desses, há os investimentos no desenvolvimento do campo de Manati (Bahia) e

<sup>8</sup>Mesmo em mercados em que a Petrobras exerce atividade no exterior, há a dificuldade de penetração de produtos nacionais, pois ela em geral atua como investidora e não como operadora, sem muita influência nas compras locais.

<sup>9</sup>No segmento de equipamentos offshore, a concentração é muito elevada, havendo apenas quatro empresas responsáveis pela quase totalidade do mercado: Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes e Rolls-Royce.

<sup>10</sup>Dada a perspectiva de diminuição das encomendas após o 2º Plano de Renovação da Frota, além do novo ciclo de expansão das operações de exploração e produção da Petrobras, algumas alternativas devem ser buscadas, tais como o direcionamento dos estaleiros para o mercado internacional, a maior atuação no mercado de atividades de reparo e a construção de outros tipos de embarcações (navios de cabotagem, graneleiros, gaseiros, petroleiros, pesqueiros, turismo/passageiros, entre outros). Isso certamente implicará a necessidade de adaptações nos estaleiros nacionais através de novos investimentos, melhorias operacionais e, principalmente, adoção de uma estratégia de especialização com maior integração vertical com a cadeia de fornecedores, a exemplo do que já ocorre em outros países.

## Financiamentos do BNDES ao Setor

### Formas de Apoio Financeiro

Tabela 4

**Investimentos Apoiados pelo BNDES – Jan. 2003/Jun. 2005**(Em R\$ Milhões)<sup>a</sup>

SEGMENTO	CONTRATADOS, APROVADOS E EM ANÁLISE		ENQUADRADOS E EM PERSPECTIVA	
	Investimento	Financiamento	Investimento	Financiamento
Exploração e Produção (inclusive Plataformas e Refino)	6.868	2.873	5.553	2.403
Navios de Apoio	1.821	1.545	419	377
Transporte de Gás	3.166	830	4.556	4.101
Distribuição de Gás	1.045	548	98	68
Termeletricidade a Gás	4.894	1.608	–	–
Fornecedores	137	82	140	80
<b>Total</b>	<b>17.932</b>	<b>7.486</b>	<b>10.766</b>	<b>7.030</b>

<sup>a</sup>Valores em dólares convertidos pela taxa de câmbio R\$/US\$ = 2,5313.

dos campos de produção de petróleo de Coral e Estrela do Mar, integrantes do Bloco BS-3, localizado a 170 km da costa no litoral de Itajaí (Santa Catarina), sendo esta última operação realizada na modalidade indireta.

Com os recursos do FMM, o BNDES tem financiado as embarcações licitadas nos dois planos de renovação da Petrobras. Nos últimos dois anos, foram financiadas 26 novas embarcações de apoio às plataformas de produção de petróleo (duas se encontram em análise) e, adicionalmente, seis jumborizações de navios (cinco se encontram em análise).

Os investimentos em transporte de gás natural concentraram-se nos projetos em perspectiva de implantação: a interligação das Malhas Sudeste e Nordeste (projeto Gasene) e o projeto Coari-Manaus. Já os investimentos em distribuição de gás natural foram retomados no final de 2004, com os financiamentos para as duas maiores distribuidoras nacionais (Comgás e CEG), cujas concessões abrangem as regiões metropolitanas de São Paulo e do Rio de Janeiro, respectivamente, onde se concentram cerca de 70% da rede de distribuição do país.

Embora os financiamentos do BNDES apresentem um perfil adequado para o setor, sua expansão esbarra ainda em restrições importantes para as empresas de controle do setor público, em função da Resolução CMN 2.827/2001. Por isso, observa-se um ritmo de crescimento desequilibrado de expansão das redes em regiões onde os estados detêm a concessão da distribuição de gás canalizado e onde a distribuição foi concedida à iniciativa privada. Verifica-se, também, que as empresas privadas (Comgás, CEG, CEG-Rio, Gás Natural São Paulo Sul e Gás Brasileiro) possuem um nível de alavancagem bem mais elevado que o das empresas con-

troladas pelos estados, apesar de estas últimas apresentarem boa geração de caixa.

Em relação aos financiamentos à ampliação da malha de transporte, além das fontes de financiamento tradicionais de longo prazo (BNDES e agências multilaterais), há a perspectiva de que a receita proveniente de certos tributos federais (CCC, Cide e CDE) possa ser direcionada a esses investimentos. Entende-se que deve existir uma regulamentação mais específica e uma articulação para a melhor utilização desses recursos, já que até o momento o uso de tais mecanismos para projetos de transporte e distribuição é ainda incipiente.

O BNDES também tem atuado no desenvolvimento de fornecedores nacionais para a indústria de petróleo e gás natural, notadamente os fabricantes de bens de capital. Essa atuação não se restringe à participação em programas de governo como o Prominp, mas também procura identificar necessidades de crédito para desenvolvimento da indústria nacional. Em março de 2004, o Banco criou o Programa de Financiamento a Supridores Nacionais de Equipamentos, Materiais e Serviços Vinculados, que, além do objetivo de prover capital de giro para a produção nacional de instalações industriais ou para a aquisição de instalações industriais destinadas ao arrendamento mercantil, apresenta duas modalidades operacionais: a) na modalidade venda à vista é financiada, ao fornecedor, uma parcela do capital de giro necessário à produção do fornecimento contratado, via desconto dos recebíveis; e b) na modalidade *leasing* operacional é financiada uma instituição financeira arrendadora que compra à vista o bem do fabricante/fornecedor e realiza um *leasing* desse equipamento ou sistema para a empresa arrendatária, sendo parte dos recursos pagos, a título de arrendamento, destinada à quitação do financiamento concedido pelo BNDES à instituição financeira arrendadora. Dessa forma, o Programa representa uma nova opção para os fornecedores, que anteriormente tinham de recorrer ao mercado financeiro como única opção de financiamento do capital de giro necessário à fabricação de seus equipamentos.

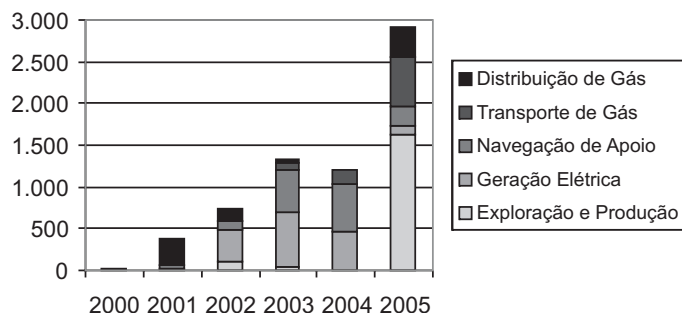
A análise da evolução dos desembolsos do BNDES para o setor de petróleo e gás natural mostra que houve um crescimento significativo ao longo da década atual, ocorrendo apenas uma queda em 2004 em relação ao ano anterior. Quando se destacam os subsetores, observa-se um comportamento cíclico dos desembolsos. O Gráfico 8 a seguir apresenta os valores (em reais de junho de 2005) dos desembolsos de cada mês do período 2000/05, convertidos para a UMTJLP do último dia do mês e reconvertidos para reais pela UMTJLP de 30 de junho de 2005. O ano de 2005 inclui desembolsos liberados (R\$ 1,3 bilhão de janeiro a julho) e a liberar (R\$ 1,6 bilhão de agosto a dezembro).

## **Evolução dos Desembolsos e Perspectivas Futuras**

**Gráfico 8**

**Evolução dos Desembolsos em Petróleo e Gás Natural<sup>a</sup> – 2000/05**

(Em R\$ Bilhões de Junho de 2005)



<sup>a</sup>Os valores de desembolso em 2005 incluem aqueles realizados até julho e aqueles em perspectiva de realização.

No início da década atual, houve um aumento significativo de financiamentos para distribuição de gás natural, notadamente para o Sul e o Sudeste. Muitos desses financiamentos surgiram em consequência da implantação do gasoduto de transporte Gasbol, trazendo gás da Bolívia para essas regiões. Os financiamentos para distribuição ficaram estagnados entre 2003 e 2004 e voltaram a ser demandados no final de 2004. Hoje as distribuidoras privadas apresentam nível de alavancagem compatível com os seus investimentos, enquanto as distribuidoras controladas pelos estados estão praticamente impedidas de obter crédito, apesar de apresentarem boa geração de caixa. Estes fatores, além da instabilidade da oferta, podem restringir o financiamento para distribuição de gás natural nos próximos anos.

Com relação ao transporte de gás, houve apenas um grande financiamento, após a implantação do Gasbol até os dias atuais. Em 2003, foi aprovado o projeto Malhas Sudeste e Nordeste, cujo valor do financiamento foi de R\$ 830 milhões. Para 2005, estão previstos desembolsos para o projeto Malhas de cerca de R\$ 240 milhões, além de R\$ 260 milhões a serem liberados para projetos enquadrados de gasodutos de transporte (Coari-Manaus e Gasene). O Gráfico 8 mostra que os investimentos em transporte de gás estão em trajetória ascendente, crescimento que seria duradouro se a oferta estivesse garantida. Mas a crise política na Bolívia trouxe à tona o risco de desabastecimento e gerou dúvidas quanto ao nível de preços do combustível. Caso as incertezas perdurem, projetos como a expansão da rede do Nordeste (Malhas II) e a interconexão das Malhas Sudeste e Nordeste (projeto Gasene) correm o risco de serem postergados ou revisados.

Os financiamentos para geração elétrica a gás (termeletricidade e co-geração) ocorreram principalmente entre 2002 e 2004.

As dificuldades enfrentadas pelo setor até o momento, seja com relação à importação de equipamentos, ao custo do combustível indexado ao dólar ou ao marco regulatório, indicam que não haverá retomada de investimentos no curto prazo na ordem de grandeza observada na época do Programa Prioritário de Termoeletricidade, criado para mitigar a crise energética.

No que se refere à navegação de apoio marítimo, os maiores desembolsos ocorreram em 2003 e 2004. O ritmo dos financiamentos deve ser reduzido nos próximos anos, pois as duas licitações da Petrobras para construção naval desse tipo de embarcação já foram concluídas. A construção naval deverá se voltar nos próximos anos para empreendimentos de grande porte, como os petroleiros e as plataformas.

Já os financiamentos para exploração e produção devem aumentar significativamente em 2005, graças às licitações concluídas das plataformas P-51, P-52 e P-54. Esse parece ser um subsetor que demandará investimentos nos próximos anos e para o qual o BNDES deve estar atento quanto às estratégias das empresas, acompanhando as rodadas de licitação da ANP. Além desse subsetor, há ainda a necessidade de investimentos nos próximos anos em refinarias de petróleo, que precisam ser modernizadas por se encontrarem com sua vida útil já muito elevada. Sob esse enfoque e se persistirem por um longo prazo as incertezas quanto à oferta de gás natural, é provável que os financiamentos do BNDES nos próximos anos se concentrem em exploração e produção e refino.

O fluxo de investimentos no setor triplicou nos últimos 10 anos. Segundo o Planejamento Estratégico da Petrobras deverão ser investidos, entre 2006 e 2010, US\$ 56,4 bilhões, ou seja, cerca de R\$140 bilhões. Há, portanto, uma oportunidade notável para o desenvolvimento do setor, mas também um grande desafio para torná-lo sustentado.

No segmento de exploração e produção, o grande desafio de política industrial é o fortalecimento da cadeia produtiva de fornecimento de equipamentos e serviços *offshore*, tornando-a competitiva internacionalmente. As novas oportunidades no mercado interno, em função dos resultados das próximas rodadas da ANP e do sucesso na exploração dos campos já concedidos, assim como da existência de regras de conteúdo nacional (Prominp), deverão produzir uma demanda por fornecedores locais mais significativa. O desafio, portanto, é utilizar essa alavanca de demanda para gerar a capacitação da indústria. O BNDES, com as exigências de conteúdo nacional mínimo e o financiamento à modernização do parque industrial, vem colaborando para o fortalecimento da indústria local.

## Conclusões

No que tange ao refino, é necessário modernizar as refinarias nacionais não só porque já estão com uma elevada vida útil, mas também porque foram projetadas para processar petróleo leve e agora precisam produzir combustíveis menos poluentes a partir de uma carga maior de petróleos pesados. Uma nova refinaria deverá ser instalada em Pernambuco até 2010 e exigirá investimentos da ordem de US\$ 2 bilhões.

No segmento de transporte e distribuição de gás natural, a atual infra-estrutura está muito aquém da necessária para atingir a capilaridade requerida ao atendimento dos diversos segmentos consumidores e permitir a maior inserção do combustível na matriz energética, otimizando as suas potencialidades. Neste sentido, são fundamentais os investimentos previstos para ampliação e integração da malha de transporte de gás natural no Brasil, assim como para ampliação da malha de distribuição. A participação do BNDES no financiamento a esses segmentos tem sido primordial para alavancar a diversificação da matriz energética nacional. Porém, o desenvolvimento da infra-estrutura de distribuição depende da disponibilidade e da estabilidade de suprimento de gás natural no mercado doméstico.

Há, também, uma carência de estaleiros de grande porte no país que sejam capazes de construir plataformas de produção de petróleo e navios petroleiros. A Transpetro acaba de selecionar quatro potenciais estaleiros, dentre os 10 candidatos pré-selecionados, para a construção de seus petroleiros. Pelo menos dois deles terão de ser construídos, o que ampliará a capacidade de produção de embarcações de grande porte, permitindo que o país atenda não só o mercado doméstico, como também o mercado externo, principalmente países da América Latina e da África.

Projetos no âmbito do Prominp, além do Programa de Financiamento a Supridores Nacionais, podem contribuir para maior participação do BNDES nos investimentos do setor de petróleo e gás natural, a qual tenderá a aumentar naturalmente à medida que novos fornecedores nacionais se capacitem para atender o setor. Portanto, estima-se que ele permanecerá ainda como um elemento dinâmico do investimento da economia nos próximos anos, uma vez que a participação do BNDES no seu financiamento tem sido expressiva e crescente, buscando sempre maior participação da indústria nacional nos projetos contemplados.

## Referências Bibliográficas

- ABEAM (Associação Brasileira das Empresas de Apoio Marítimo). *A navegação de apoio marítimo no Brasil*. 1ª edição, 1989.
- \_\_\_\_\_. *Estudo II – a navegação de apoio marítimo no Brasil*. 2003.

ALMEIDA, E. Queima de gás associado: problema ou oportunidade? *Petróleo e Gás Brasil*, ano 3, n. 12, p. 14-15, dez. 2002.

\_\_\_\_\_. Fatores indutores e barreiras para o comércio do gás natural no Cone Sul. *Revista de Análise Econômica*, Porto Alegre, p. 245-262, mar. 2003.

ALMEIDA, E., ARAÚJO, L. R. Atratividade do *upstream* da indústria de petróleo e gás brasileiro. *Petróleo e Gás Brasil*, ano 4, n. 7, p. 6-9, jul. 2003.

ALMEIDA, E., ARAÚJO, L. R., PERTUSIER, R. Perspectivas para o setor de exploração e produção. *Petróleo e Gás Brasil*, ano 4, n. 1, p. 6-8, jan. 2003a.

\_\_\_\_\_. Quinta rodada de licitações da ANP: mudanças com a marca do novo governo. *Petróleo e Gás Brasil*, ano 4, n. 5, p. 3-5, maio 2003b.

ALMEIDA, E., PERTUSIER, R. Interesses petrolíferos e a guerra do Iraque. *Petróleo e Gás Brasil*, ano 4, n. 3, p. 3-6, mar./abr. 2003.

ALMEIDA, E., SILVA, C. M. S. Análise das estratégias de investimento das empresas do setor de petróleo e gás. *Petróleo e Gás Brasil*, ano 4, n. 3, p. 7-9, mar./abr. 2003.

ANP. *Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros*. 2001.

BICALHO, R. A reforma necessária. *Petróleo e Gás Brasil*, ano 4, n. 8, p. 8-10, ago. 2003.

DANTAS, A. T. *Capacitação tecnológica de fornecedores em redes de firmas: o caso da indústria do petróleo offshore no Brasil*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1999 (Tese de Doutorado).

DÉCOURT, CLÁUDIO ROBERTO FERNANDES. *Marinha mercante no Brasil e no mundo*. Versão para apresentação em seminário em julho de 2004.

FREITAS, A. G., FURTADO, A. T. Processo de aprendizagem da Petrobras: programas de capacitação tecnológica em sistemas de produção *offshore*. *Revista Brasileira de Energia*, v. 8, n. 1, 2001.

FREITAS, PAULO DE TARSO ROLIM DE. *Indústria de construção naval brasileira: cenário mundial*. Sinaval – versão para apresentação em seminário no BNDES em outubro de 2003.

FURTADO, A. T., et alii. *Política de compras da indústria de petróleo e gás natural e a capacitação dos fornecedores no Brasil: o mercado de equipamentos para o desenvolvimento de campos marítimos*. Projeto Tendências Tecnológicas. Instituto Nacional de Tecnologia (INT), 2003 (Nota Técnica, 5).



GUIMARÃES, A. B. S. *As experiências de privatização do setor petrolífero na Venezuela e Argentina*. Rio de Janeiro, mar. 1997 (Dissertação de Mestrado).

IEA. *Key world energy statistics*. 2003.

LACERDA, SANDER MAGALHÃES. Oportunidades e desafios da construção naval. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 10, n. 20, p. 41-78, dez. 2003.

MDIC (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior) *Desenvolvimento de ações de apoio à cadeia produtiva da indústria naval e marinha mercante*. Brasília, 2002.

PORTELA, LUIZ MAURÍCIO. *A experiência de um projeto político para o setor naval*. Companhia Brasileira Offshore (CBO) – versão para apresentação no congresso da Sobena em outubro de 2002.

PROMINP (Programa de Mobilização da Indústria de Petróleo). Estudo sobre Estruturação de Mecanismos de Garantia para o Financiamento de Construção de Embarcações para Capacitação da Indústria Naval, 2004.

REVISTA BRASIL ENERGIA, vários números.

RODRIGUES, A. P., GIAMBIAGI, F. A agenda de médio prazo no Brasil e o futuro da Petrobras. *Revista de Economia Política*, v. 18, n. 3, p. 100-120, jul./set. 1998.

SILVA, C. M. S., ALMEIDA, E. *Targets and challenges of the regulatory reform in Brazilian oil sector*. International Conference on Innovation and Maturity in Energy Markets: Experience and Prospects. Aberdeen, Scotland: International Association for Energy Economics, June 2002a.

\_\_\_\_\_. Comportamento recente da demanda de combustíveis. *Petróleo e Gás Brasil*, ano 3, n. 12, p. 7-8, 2002b.

SILVA, C. M. S., PERTUSIER, R. Os desafios da indústria de petróleo para o novo governo. *Petróleo e Gás Brasil*, ano 3, n. 10, p. 2-5, out. 2002a.

\_\_\_\_\_. Perspectivas para o setor de refino no Brasil. *Petróleo e Gás Brasil*, ano 3, n. 11, p. 2-3, nov. 2002b.

SILVEIRA, MARCOS MACHADO DA. *Introdução ao apoio marítimo*. 2001 (disponível em <http://www.navsoft.com.br>, acesso em maio de 2003).

SINAVAL. *A indústria de construção naval brasileira*. Versão para apresentação em seminário em junho de 2004.

SUSLICK, S. B. *Regulação em petróleo e gás natural*. Campinas: Ed. Komedi, 2001, v. 1.

UNICAMP. *Estudo da competitividade de cadeiras integradas no Brasil – cadeia: indústria naval*. Campinas, dez. 2002.

ZELADA, JORGE LUIZ. *Dimensão da demanda gerada pela exploração e transporte de petróleo*. Petrobras – versão para apresentação em seminário no BNDES em outubro de 2003.

ZORATTO, L. A geração térmica a gás e os impactos na balança comercial. *Petróleo e Gás Brasil*, ano 3, n. 11, p. 11-13, nov. 2002.

#### **Sites Consultados**

<http://www.latinpetroleum.com>

<http://www.anp.com.br>

<http://www.petrobras.com.br>

<http://www.bp.com>

<http://www.ie.ufrj.br/infopetro>

<http://www.iea.org>